

Опыт применения



От партнеров программы Natural Gas STAR

DIRECTED INSPECTION AND MAINTENANCE AT GATE STATIONS AND SURFACE FACILITIES

ЦЕЛЕНАПРАВЛЕННОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЗАПОРНЫХ СТАНЦИЙ И НАЗЕМНЫХ УСТАНОВОК

Аннотация

В 2001 году общая эмиссия метана в результате утечек через измерительные приборы и стабилизирующие устройства запорных станций и наземных установок в США составила около 27 млн. фут.³ (764 555 м³). Выполнение программы целенаправленного обследования и технического обслуживания (ЦОТО) является надежным, эффективным методом обнаружения, измерения, определения приоритетности и выполнения ремонтных работ по устранению утечек в целях снижения эмиссии метана.

Программа ЦОТО начинается с изучения базовых условий для выявления мест и объемов утечек. Технологии, определенные как наиболее экономически эффективные, впоследствии используются для ремонта узлов с нарушенной герметичностью. В дальнейшем используются данные первичных обследований, что позволяет операторам уделять основное внимание узлам, наиболее подверженным утечкам и ремонт которых выгоден. Предлагаемое исследование из серии "Опыт применения" посвящено вопросам получения максимальной экономии через выполнение программ ЦОТО на запорных станциях и наземных установках.

Партнеры программы Natural Gas STAR по сетям распределения газа сообщили о его значительной экономии и снижении эмиссии метана в результате выполнения программы ЦОТО. По данным партнеров, выполнение указанной программы на запорных станциях и наземных установках может обеспечить ежегодно экономию газа на сумму до \$1 800 при стоимости затрат от \$20 до \$1 200.

Источник утечки	Годовой объем упущенного газа, тыс. фут. ³ (тыс. м ³)/участок	Технология снижения потерь газа	Стоимость сэкономленного газа ¹ на участок	Общие издержки на обнаружение и устранение утечек	Ежегодная экономия партнера
Оборудование запорных станций и наземных установок	От 0 до 600 (0 до 17) (30 - 200 (0,8 - 5,6) - в среднем по разгерметизированным установкам)	Обнаружение и устранение утечки	До \$1 800	От \$20 до \$1 200 и выше (в зависимости от параметров оборудования и типов ремонтных работ)	От \$50 до \$1 000 и выше (в зависимости от стоимости обследования, интенсивности утечки и количества участков)

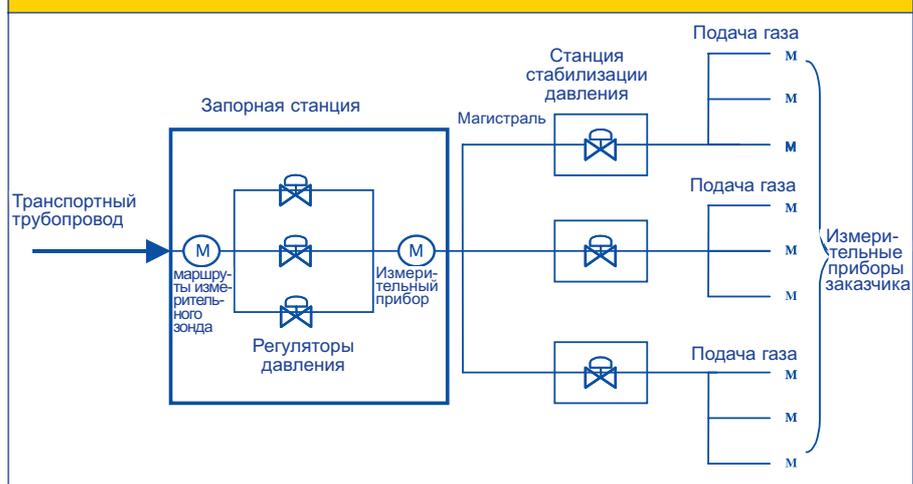
¹ Цена газа \$3 тыс. фут.³(\$106/ тыс. м³)

Настоящий документ - один из отчетов серии "Опыт применения", разработанной EPA в сотрудничестве с газовой отраслью в рамках проектов программы Natural Gas STAR.

Введение

Запорные станции представляют собой устройства замера и контроля давления, расположенные в охраняемых пунктах транспортировки газа, куда он из транспортного трубопровода подается по трубопроводу высокого давления, принадлежащего местной газораспределительной компании. Запорные станции обычно оснащены измерительной аппаратурой и регуляторами давления, которые понижают давление газа в транспортном трубопроводе от нескольких сотен фунтов на дюйм² до величины, приемлемой для распределительной системы (обычно менее 300 фут./дюйм² (2 мПа)). Другие наземные установки системы распределения включают нагревательные установки для компенсации потерь тепла от расширения газа, а также регуляторы давления нагнетательного потока, которые обеспечивают дальнейшее понижение давления газа в целях его безопасной доставки потребителю. На рис. 1 представлена схема газораспределительной системы с запорной станцией и устройствами стабилизации давления.

Рис. 1: Схема газораспределительной системы с запорной станцией и регуляторами давления



Для ведения мониторинга и контроля газового потока запорные станции и наземные установки оснащены такими комплектующими узлами как трубы, клапаны, фланцевые соединения, арматура, сбросные патрубки, измерительные приборы и пневмоконтроллеры. Со временем данные узлы из-за перепадов температур и давления, коррозии и износа дают утечки. В целом параметры установки и интенсивность утечки соответствуют давлению газа впускного или подающего трубопровода; чем выше давление всасывания, тем мощнее запорная станция и тем больше узлов, предрасположенных к нарушению герметичности.

Описание технологии

Программа ЦОТО является эффективным методом снижения потерь природного газа из-за утечек через оборудование. Программа начинается с детального обследования базовых состояний всех запорных станций и наземных установок в системе газораспределения. Операторы выявляют, замеряют и оценивают все места утечек через комплектующие узлы и на основе полученных результатов определяют направление и содержание последующих обследований и ремонтных работ.

В данной статье приводится описание различных методов обнаружения и замера утечек, которые рентабельны для условий запорных станций и установок стабилизации давления. Целесообразность методов обнаружения и замера утечек зависит от конструкции и рабочих

характеристик установок каждой системы газораспределения в отдельности.

Методы обнаружения утечек

Методы обнаружения утечек, являющиеся составной частью программы ЦОТО, могут применяться в отношении всех компонентов в период проведения расширенного обследования их базовых состояний или же предназначаться только для узлов, подверженных значительному нарушению герметичности. Ниже приводится рекомендованный перечень методов обнаружения утечек:

- ★ **Использование мыльных растворов** является оперативным, простым и недорогим методом определения мест утечек, при котором мыльный раствор наносится на мелкие, доступные узлы типа резьбовых соединений. Применение мыльного раствора эффективно для выявления ослабления фитингов и соединений, которые можно устранить на месте и тем самым исключить утечки, а также для оперативной проверки герметичности после выполнения ремонта. Используя данный метод, операторы могут обследовать за час около 100 узлов установки.
- ★ **Электронная индикация** проводится с использованием небольших переносных детекторов или газоанализаторов и является другим оперативным методом обнаружения мест доступных утечек. Электронные газоанализаторы оснащены термокаталитическими датчиками и датчиками теплопроводности для обнаружения присутствия определенных газов и могут использоваться на больших открытых участках, где невозможно нанесение мыльного раствора. Электронный метод определения утечек менее оперативен по сравнению с использованием мыльного раствора (в среднем 50 обследований за час), и определение мест утечек на его основе может быть затруднено при большой концентрации углеводородных газов.
- ★ **Применение анализаторов органических паров (OVA) и анализаторов токсичных паров (TVA)**, которые представляют собой портативные детекторы углеводородов и также могут использоваться для определения утечек. Анализатор OVA является пламенно-ионизационным детектором (FID), который позволяет измерять концентрацию органических паров в диапазоне 9 -10 000 ppm. Анализатор TVA объединяет FID и фотоионизационный детектор (PID) и предназначен для замера концентраций органических паров, превышающих 10 000 ppm. Анализаторы TVA и OVA позволяют измерять концентрацию метана в зоне утечки.

Утечки обнаруживают путем размещения впускного отверстия зонда в зоне возможного появления утечки. В ходе медленного перемещения зонда вдоль поверхности контакта или отверстия считываются показания концентрации до момента достижения максимального уровня. Максимальная зарегистрированная концентрация принимается в качестве показания величины обнаруженной утечки. Обследование с применением анализатора TVA происходит медленнее, примерно 40 узлов за час, и прибор нуждается в частой калибровке.

- ★ **При акустическом обнаружении утечек** с помощью портативного акустического устройства измеряется звуковой сигнал, возникающий при выходе из отверстия газа, находящегося под высоким давлением. При перемещении турбулентного потока газа из зоны

высокого давления в зону низкого давления через место утечки возникает акустический сигнал, который обнаруживается портативным датчиком или зондом, усиливается и регистрируется в измерительной системе. Акустические детекторы не позволяют измерить объем утечек, но с их помощью можно определить относительные размеры мест утечек, так как звук с повышенным уровнем интенсивности или "громкий" указывает на более высокий уровень утечки. Акустические приборы разрабатываются для обнаружения сигналов как высокой, так и низкой частоты.

Высокочастотное акустическое обнаружение наиболее целесообразно применять в условиях постороннего шума и возможности размещения датчика непосредственно на месте утечки. На рис. 2 показана установка акустического датчика на диагностируемый узел для обнаружения утечки. Другим вариантом является

применение ультразвукового метода обнаружения утечек, основанного на регистрации распространяющихся в воздушной среде ультразвуковых сигналов в диапазоне 20 кГц - 100 кГц. Ультразвуковые детекторы оснащены портативным акустическим зондом или сканером, который позволяет находить источник утечки на расстоянии до 100 футов (30 м). При обнаружении утечки возрастает громкость звука в наушниках. Ультразвуковые детекторы могут быть чувствительны к фоновым шумам, хотя многие модели оснащаются специальными частотными фильтрами, что позволяет настроить зонд на определенный вид утечки при повышенном уровне внешних помех.

Рис. 2: Обнаружение утечки акустическим датчиком



Источник: Physical Acoustics Corp.

Технологии измерения утечек

Важным составляющим компонентом программы ЦОТО является измерение удельных массовых эмиссий или объемов утечек из выявленных источников, что позволяет направлять специалистов и средства на ремонт участков только с высокой интенсивностью утечек, где проведение ремонтных работ рентабельно. Предлагаются следующие четыре метода измерений: преобразование концентраций, обнаруженных анализаторами TVA и OVA на основе общих уравнений пересчета; метод отбора в газосборные емкости; пробоотборники больших объемов; и ротаметры.

Данные по общим объемам эмиссии через оборудование запорных станций и наземных установок указывают на относительно небольшие объемы утечек по многим узлам в отдельности. Для большинства запорных станций проведение программы ЦОТО может оказаться рентабельным только в случае применения самых дешевых технологий замера утечек. Это скорее всего технология замера с использованием уже имеющихся анализаторов TVA/OVA, предполагающая преобразование полученных данных по уравнениям пересчета EPA.

★ **Анализаторы OVA и TVA** могут применяться для измерения объема удельной массовой эмиссии. Измеренные анализатором концентрации на месте утечки не отражают непосредственную величину удельной массовой эмиссии от утечки. Тем не менее, полученные в ppm концентрации преобразуются в удельную массовую эмиссию на основе уравнения пересчета, предложенного EPA. Данные уравнения могут использоваться для оценки объемов эмиссии по всему диапазону зарегистрированных концентраций, т.е. от предела чувствительности прибора до "распознаваемых" концентраций, которые представляют собой верхний предел технических возможностей прибора. Если верхний предел величины, замеренной TVA, составляет 10 000 ppm, то можно применять зонд разжигания для замера обнаруженных концентраций, достигающих величины 100 000 ppm. Калибровку анализаторов OVA и TVA необходимо проводить на основе газа, имеющего известный состав при известной концентрации. Обычно для этих целей используется метановоздушная смесь. При калибровке также определяется коэффициент реагирования прибора, который корректирует зарегистрированные концентрации для их соответствия фактической концентрации состава утечки. Например, коэффициент реагирования "один" означает, что концентрация, зафиксированная TVA, соответствует фактической концентрации утечки.

Концентрации, обнаруженные по отдельным узлам, корректируются коэффициентом реагирования (если необходимо) и затем вводятся в уравнения пересчета EPA для экстраполяции замера объема утечки по каждому компоненту. На рис. 3 представлен перечень уравнений пересчета EPA для узлов оборудования, применяемого в нефтегазовой отрасли.

Рис. 3: Величина пересчета U.S. EPA объема/обнаружения утечки для узлов оборудования нефтегазовой отрасли

Узел оборудования	Величина пересчета EPA объема /обнаружения утечки (кг/ч/источник)	Пересчет объема утечки (кг/ч) по обнаруженному "распознаваемому" значению >10 000 ppm	Пересчет объема утечки (кг/ч) по обнаруженному "распознаваемому" значению >100 000 ppm
Трубопроводная арматура	$2,29E-06 \times (SV)^{0,746}$	0,064	0,140
Уплотнения насоса	$5,03E-05 \times (SV)^{0,610}$	0,074	0,160
Соединительные муфты	$1,53E-06 \times (SV)^{0,735}$	0,028	0,030
Фланцы	$4,61E-06 \times (SV)^{0,703}$	0,085	0,084
Свечные краны	$2,20E-06 \times (SV)^{0,704}$	0,030	0,079
Другие узлы (приборы, перепускные клапаны давления, вентиляционные каналы и все прочее)	$1,36E-05 \times (SV)^{0,589}$	0,073	0,110

Данные значения пересчета представляют собой скорректированные значения по нефтяной отрасли. Уравнения пересчета прогнозируют общие объемы эмиссии органической смеси.
 Коэффициент пересчета метана: 1кг метана = 51, 92 тыс. фут.³ (1,5 тыс. м³); 1кг/час = 1,246 тыс. фут.³/день (352 827 м³/день).
 Источник: U.S. EPA, 1995, Protocol for Equipment Leak Emission Estimates.

На рис. 4 представлена таблица уравнений пересчета EPA для показаний анализаторов TVA и OVA. Она может быть использована для оценки удельных массовых эмиссий по концентрациям утечек, обнаруженных на узлах с нарушенной герметичностью на запорных станциях и наземных установках.

Рис. 4: Пример пересчета обнаруженной концентрации/объема утечки

Концентрации, обнаруженные прибором, ppmv	Расчетный объем удельной массовой эмиссии, тыс. фут. ³ (тыс. м ³)/год					
	Трубопроводная арматура	Уплотнения насоса	Соединительные муфты	Фланцы	Сбросные патрубки	Прочие узлы ¹
1	0,001 (0,00003)	0,023 (0,0006)	0,001 (0,00003)	0,002 (0,00006)	0,001 (0,00003)	0,006 (0,0002)
10	0,006 (0,0002)	0,093 (0,003)	0,004 (0,0001)	0,011 (0,0003)	0,005 (0,0001)	0,024 (0,0007)
100	0,032 (0,001)	0,380 (0,01)	0,021 (0,0006)	0,053 (0,002)	0,026 (0,0007)	0,093 (0,003)
1 000	0,180 (0,005)	1,547 (0,04)	0,112 (0,003)	0,269 (0,008)	0,130 (0,004)	0,362 (0,01)
10 000	1,004 (0,03)	6,301 (0,2)	0,606 (0,02)	1,360 (0,04)	0,655 (0,02)	1,404 (0,04)
100 000	5,593 (0,2)	25,669 (0,7)	3,293 (0,1)	6,864 (0,2)	3,313 (0,1)	5,450 (0,1)
Обнаруженное значение, поддерживаемое при >10 000	29,109 (0,8)	33,657 (0,9)	12,735 (0,4)	38,660 (1,1)	13,645 (0,4)	33,203 (0,9)
Обнаруженное значение, поддерживаемое при >100 000	63,676 (1,8)	72,773 (2,1)	13,645 (0,4)	38,206 (1,1)	35,931 (1,02)	50,031 (1,4)

¹ "Прочие" узлы оборудования включают: приборы, загрузочные рукава, перепускные клапаны давления, набивные сальники и вентиляционные каналы. Данное положение применимо к любым компонентам оборудования кроме соединительных муфт, сбросных патрубков, насосов или трубопроводной арматуры.
 Источник: U.S. EPA, 1995, Protocol for Equipment Leak Emission Estimates.

- ★ **Метод отбора в газосборные емкости** обычно используется для измерения удельной массовой эмиссии из мест утечек. Место утечки или весь узел накрывают "мешком" или тентом. Инертный газ, например, азот, подается в емкость с известным расходом. После наполнения мешка из него отбирается проба газовой смеси и измеряется концентрация метана. Удельная массовая эмиссия рассчитывается на основе измеренной концентрации метана в газосборном мешке и скорости подачи в него инертного газа. Метод отбора в газосборные емкости достаточно точный (погрешность от $\pm 10\%$ до 15%), но медленный и трудоемкий (только два-три образца в час). Он также достаточно дорогостоящий ввиду привлечения большого числа рабочих для замеров и высокой стоимости анализа образцов.
- ★ **Пробоотборники больших объемов** полностью улавливают утечки из узлов с нарушенной герметичностью и позволяют точно определить их скорость. Замеряемая эмиссия утечки вместе с большим объемом воздуха из прилегающего к узлу пространства нагнетается в прибор через вакуумный шланг пробоотборника. Результаты измерений корректируются с учетом концентрации углеводородов в воздухе, а удельная массовая эмиссия рассчитывается путем умножения скорости потока отбираемой пробы на разницу концентраций газа в ней и в воздухе. Пробоотборники больших объемов замеряют скорости потока интенсивностью до 8 фут.³/мин. (0,22 м³/мин), что соответствует 11,5 тыс. фут.³/сутки (325 м³/сутки). Два оператора за час могут выполнить измерения на 30 узлах с помощью пробоотборника больших объемов, в то время как метод отбора в газосборные емкости позволяет провести только 2-3 измерения в час. Стоимость приобретения пробоотборников больших объемов может составлять примерно \$10 000. В качестве варианта подрядчики могут предоставить услуги по замеру с тарифом от \$1 до \$2,50 и более на комплектующий узел.
- ★ **Ротаметр** и другие расходомеры применяются для измерений исключительно больших утечек, которые нельзя выполнить с помощью других приборов. На расходомеры газ от источника утечки обычно поступает через калибровочную трубку. Поток приподнимает "поплавок" в трубке на высоту, пропорциональную скорости утечки. Ввиду громоздкости ротаметров их наиболее целесообразно применять на сбросных патрубках и других подобных узлах, на которых весь поток может быть полностью направлен через счетчик. Показания ротаметров и других устройств измерения потока могут быть дополнены данными от пробоотборников больших объемов и метода отбора в газосборные емкости.

Принятие решения

Программа ЦОТО выполняется в четыре этапа: (1) исследование базовых условий; (2) регистрация результатов и определение узлов для проведения экономически эффективных ремонтных работ; (3) анализ данных, выполнение ремонта и оценка экономии метана; и (4) разработка плана будущих

обследований и последующего мониторинга оборудования, подверженного утечкам.

Этапы принятия решения для программы ЦОТО

1. Исследование базовых условий.
2. Регистрация результатов и определение узлов - кандидатов на ремонт.
3. Анализ данных и оценка экономии.
4. Разработка плана обследований для будущей программы ЦОТО.

Этап 1: Исследование базовых условий. Программа ЦОТО обычно начинается с обследования базового состояния мест утечек. По каждому узлу с нарушенной герметичностью на основе одного из вышеизложенных методов определяется удельная массовая эмиссия. В секторе газораспределения объемы утечек из комплектующих узлов запорных станций и наземных установок могут быть на один-два порядка ниже объемов утечек, характерных для оборудования компрессорных станций. Из соображений рентабельности проведения программы ЦОТО на запорных станциях расходы на выполнение первого этапа должны быть минимальными.

Некоторые партнеры сектора газораспределения предпочитают только обследовать места утечек, используя недорогой, но оперативный метод обнаружения, включая процедуру обследования в плановое техническое обслуживание. В подобных случаях проводится только обследование мест утечек и поэтому затраты незначительные. Однако обследование, сосредоточенное исключительно на обнаружении мест утечек, не позволяет определить объемы утечек или потенциальный объем экономии газа, что является ключевой информацией, обосновывающей экономическую эффективность ремонта и влияющей на принятие решения по его проведению при недостаточности средств на устранение всех утечек.

Этап 2: Регистрация результатов и определение узлов - кандидатов на ремонт. Данные измерения утечек, полученные в ходе выполнения Этапа 1, должны регистрироваться с целью выявления узлов, ремонт которых экономически эффективен.

После выявления и измерения утечек операторы должны зарегистрировать исходные данные для того, чтобы последующие обследования проводить исключительно на узлах, имеющих наибольшие объемы утечек. Результаты проведения программы ЦОТО можно отслеживать любым удобным методом и в любом формате. Ниже приведены данные, которые операторы рекомендуют регистрировать: (1) идентификационный знак для каждого места утечки; (2) тип узла (например, запорный клапан); (3) измеренная скорость утечки; (4) дата проведения обследования; (5) оценочная годовая потеря газа и (6) оценочная стоимость ремонта. Данная информация позволит правильно скоординировать последующие обследования по определению объемов эмиссии, установит приоритетность будущих ремонтных работ и может быть использована для отслеживания объемов экономии метана и расчета экономической эффективности программы ЦОТО.

Партнеры программы Natural Gas STAR сообщают, что наиболее характерные места утечек на запорных станциях и наземных установках

возникают из-за проколов и трещин на оборудовании, ослаблении соединений, износа или неплотной посадки уплотнений штока клапанов. Партнеры выявили следующие, наиболее часто регистрируемые, места возникновения утечек: измерительная диафрагма/арматура, заглушки, устанавливаемые на контрольных точках, пресс-масленки на трубопроводной арматуре, муфты, уплотнение штока клапана и фланцы, а также утечки, обусловленные сложностью структуры измерительного зонда или его большим диаметром. Наибольшие утечки возникают в перепускных клапанах давления, сбросных патрубках, фланцах, запорных клапанах и уплотнениях штоков запорных клапанов. Приоритетность устранения утечек определяется путем сопоставления объемов потерь природного газа и их оценочной стоимости, включая также стоимость трудозатрат, запасных частей, времени простоя оборудования при ведении ремонтных работ.

Запорные станции и наземное оборудование могут быть различных размеров и иметь разную установочную величину рабочего давления, которая определяется габаритами и сложностью системы газораспределения. В результате объемы технологических потерь газа от эмиссии по данным видам оборудования могут сильно отличаться. В результате полевых исследований, проведенных в 1994 году Агентством охраны окружающей среды США (EPA) и Институтом газа (GRI), сейчас Институт технологии газа (GTI), с использованием технологии проверки герметичности на основе пробного газа, была измерена удельная массовая эмиссия на оборудовании 40 запорных станций и на регуляторах давления в 55 округах. Проведенное исследование выявило, что средняя годовая величина эмиссии метана варьируется от 1 575 тыс. фут.³ (44,6 тыс. м³) на запорных станциях, работающих при давлении впуска свыше 300 фут./дюйм² (2 МПа) до менее 1 тыс. фут.³ (28,3 м³) на территориальных установках стабилизации давления, где давление впуска составляет менее 40 фут./дюйм² psig (0,2 МПа). Средняя величина эмиссии на установку, рассчитанная по всем 95 объектам, составила 425 тыс. фут.³ (12 тыс. м³). В ходе данного исследования было определено, что основная доля общей эмиссии приходится на пневматические контроллеры, конструкция которых предусматривает выпуск газа в атмосферу.

В 1998 году EPA/GRI и American Gas Association Pipeline Research Committee International (PRCI) провели второе исследование по объемам эмиссии метана через комплектующие узлы 16 контрольно-измерительных и стабилизирующих установок в секторе транспортировки и распределения природного газа. Система распределения была представлена четырьмя запорными станциями. Анализ проводился по оборудованию каждого участка на основе данных обследования и замеров отдельных узлов с нарушенной герметичностью с использованием пробоотборников больших размеров. В ходе первоначального обследования было выявлено, что основной объем эмиссии (более 95%) приходился на пневматические контроллеры. Ввиду того, что конструкция пневматических контроллеров предусматривает выпуск газа в ходе их обычной эксплуатации, данный объем эмиссии не рассматривался как утечка. Пневматические контроллеры представляют собой значительные возможности для снижения эмиссии метана на запорных станциях и наземных установках, что более детально рассмотрено в двух отчетах серии "Опыт применения": *Convert Gas Pneumatic Controls to Instrument Air* / "Преобразование газовых пневматических систем управления на использование технологического воздуха" и *Options For Reducing Methane Emissions from Pneumatic Devices in the Natural Gas Industry* / "Варианты сокращения эмиссии метана из пневматических

Рис. 5: Усредненные коэффициенты эмиссии метана по утечкам через оборудование 16 контрольно-измерительных и стабилизирующих установок

Комплектуемый узел	Коэффициент эмиссии, тыс. фут. ³ (тыс. м ³)/год/узел	Общее число обследованных узлов	Среднее кол-во узлов на участке
Шаровой/ конический вентиль	0,21 (0,006)	248	18
Регулирующий клапан	0,46 (0,01)	17	1
Фланец	0,13 (0,004)	525	38
Запорный вентиль	0,79 (0,02)	146	10
Газоотвод пневмосистемы	134,3 (3,8)	40	1
Клапан сброса давления	4,84 (0,1)	5	1
Соединительные муфты	0,11 (0,003)	1 280	91
Всего		2 261	162

Источник: Indaco Air Quality Services, 1998.

устройств в газовой промышленности”.

На рис. 5 приведено обобщение усредненных коэффициентов эмиссии по комплектующим узлам, которые были получены в ходе исследований 1998 года. Утечки были обнаружены примерно на 5% всех 2 261 комплектующих узлов.

Из данных рис. 5 следует, что на клапаны сброса давления приходится наибольший объем утечек, за ними следуют запорные вентили и регулирующие клапаны. Наименьший объем утечек был обнаружен на соединительных муфтах, фланцах и шаровых/конических вентилях.

На основе рис. 5 можно сделать вывод, что типовой объем утечек по запорным станциям и наземным установкам относительно невелик, а количество узлов, подлежащих обследованию на каждой установке, превышает 100 единиц.

Общая средняя величина газовой эмиссии на контрольно-измерительных и стабилизирующих установках была рассчитана по отдельным комплектующим узлам при обследованиях 1998 года и составила 409 тыс. фут.³ в год (11,5 тыс. м³). Если исключить общий объем эмиссии через пневматические контроллеры, то в среднем объем эмиссии по оборудованию каждого участка составил 20 - 40 тыс. фут.³ (566 - 1133 м³), хотя на некоторых участках были зарегистрированы и более высокие объемы эмиссии, составившие 60 - 100 тыс. фут.³/год (1,7 - 2,8 тыс. м³).

Таким образом, полевые исследования 1998 года еще раз подчеркнули значимость вывода, по Этапу 1, о том, что экономическая эффективность проведения программы ЦОТО на запорных станциях и наземных установках определяется низкой величиной затрат и оперативностью применяемых технологий обследования. В противном случае стоимость обнаружения утечек может превысить экономию, получаемую в результате их устранения.

Этап 3: Анализ данных и оценка экономии. Рентабельность ремонтных работ является ключевым фактором успешного выполнения программы ЦОТО, так как наибольшая экономия достигается только

благодаря целенаправленным действиям по устранению тех утечек, которые в будущем обеспечат получение прибыли. Некоторые утечки можно устранить на месте, например, простым подтягиванием уплотнения штока клапана. Другие виды ремонтных работ более сложны и требуют остановки оборудования или замены деталей. Такие узлы рекомендуется маркировать и проводить ремонтные работы на них позже.

Упрощенный ремонт следует проводить на месте сразу же после обнаружения утечки. Во всех случаях стоимость сэкономленного газа должна превышать затраты на обнаружение и устранение утечки. Партнеры программы пришли к выводу, что эффективность проведения анализа базовых условий определяется составлением полного перечня мест утечек и затрат на их устранение с указанием ожидаемых объемов экономии газа и предполагаемого срока службы восстановленных узлов. На основе данной информации такой экономический показатель, как период окупаемости, может быть легко рассчитан по каждому случаю утечки, что позволит партнеру принять решение по ремонту узлов с наибольшей экономической эффективностью.

На рис. 6 приведен пример анализа затрат данного типа ремонтных работ, где сообщены данные затрат на ремонт, полной экономии газа и расчетных чистых сбережений. Данные по утечкам и затратам на ремонт, приведенные на рис. 6, получены в ходе полевых исследований 1998 года, проведенных EPA/GRI/PRC, когда производился расчет для двух из 16 установок, включенных в план обследования.

Рис. 6: Пример затрат на ремонт и размера чистых сбережений по отдельным узлам оборудования

Описание узла	Тип ремонта	Стоимость ремонта ¹ (включая трудозатраты и материалы)	Общее количество узлов, отремонтированных на двух участках	Общий объем экономии газа, тыс. фут. ³ (тыс. м ³)/ год	Расчетные чистые сбережения ² , \$/год	Период окупаемости ремонта, год
Шаровой вентиль	Повторная смазка	\$13	5	60 (1,7)	\$115	0,4
Запорный клапан	Замена уплотнения стержня клапана	\$3	5	67 (1,9)	\$36	0,8
Запорный клапан	Замена уплотнения стержня клапана	\$3	1	92 (2,6)	\$243	0,1
Соединительные муфты	Натяжение резьбовой арматуры	\$3	4	11 (0,3)	\$21	0,4
Диафрагменный расходомер Sr.Daniel	Натяжение арматуры	\$33	1	68 (1,9)	\$171	0,2
Фланец ³	Натяжение (расчетное)	\$40	5	99 (2,8)	\$97	0,7

¹ Средняя стоимость ремонта в долларах США в 2002 году.

² Предполагая, что стоимость газа составляет \$3/тыс. фут.³ (\$106/тыс. м³).

³ Стоимость ремонта не показана в отчете фактического обследования. Затраты на ремонт фланца основаны на данных 1977 года, полученных при устранении утечки через фланцы компрессоров компрессорных станций во время их отключения от трубопроводной системы. Источник: Indaco Air Quality Services, Inc., 1998, Trends in Leak Rates at Metering and Regulating Facilities and the Effectiveness of Leak Detection and Repair (LDAR) Programs, Draft Report.

В целях безопасности некоторые партнеры устраняли утечки на всех узлах запорных и измерительных станций, где было выявлено нарушение герметичности. В таких случаях проведение программы ЦОТО удобно для повышения рентабельности последующих обследований и технического обслуживания с определением приоритетности ремонта, которое предполагает первоочередное выявление и ремонт узлов с наибольшими объемами утечек, или же более частое проведение инспектирования и технического обслуживания на установках, где частота возникновения утечек наивысшая.

После обнаружения, измерения и устранения утечек операторам рекомендуется регистрировать данные базовых условий для того, чтобы сосредотачивать последующие обследования на узлах с наивысшими объемами утечек. Эта информация поможет скоординировать последующие действия по обзору эмиссий, определить очередность будущих ремонтных работ, отследить экономию газа и экономическую эффективность выполнения программы ЦОТО.

Этап 4: Разработка плана обследований для будущей программы ЦОТО. На конечном этапе выполнения программы ЦОТО разрабатывается план предстоящих работ с использованием результатов первоначального обследования базовых условий оборудования для определения содержания предполагаемых инспекционных работ и технического обслуживания. Программа ЦОТО должна разрабатываться с учетом требований методов технического обслуживания, применяемых на участке. Эффективность плана обследований должна определяться следующими положениями:

- ★ Перечень комплектующих узлов, подлежащих обследованию и тестированию, а также перечень деталей оборудования, которые следует исключить из обследования.
- ★ Приборы обнаружения и измерения утечек и методы сбора, регистрации и оценки данных, полученных при проведении программы ЦОТО.
- ★ График обнаружения и измерения утечек
- ★ Экономические показатели для устранения утечек.
- ★ Результаты и анализ предыдущих обследований и технического обслуживания для определения направленности последующих обследований по программе ЦОТО.

График выполнения программы ЦОТО следует разрабатывать с условием максимальной экономической эффективности получения экономии газа и учета специфических характеристик, таких, как, например, возраст, размер, конструкция установки и давление ввода. Некоторые партнеры при составлении графика ЦОТО руководствуются предполагаемым сроком службы восстановленных деталей, определенным в ходе предыдущего обследования. Другие партнеры определяют частоту последующих обследований на основе циклов техобслуживания и наличия средств. Программа ЦОТО достаточно гибкая, и поэтому, если последующие обследования обнаруживают многочисленные повторяющиеся утечки, оператор может проводить в будущем обследования оборудования по программе ЦОТО чаще. Последующие обследования можно фокусировать на узлах, прошедших восстановление ранее, или на тех, что определены как наиболее предрасположенные к утечкам. Со временем операторы могут уточнить объем и частоту обследований на основе сформированных моделей утечек.

Расчет экономии

Сбережения, полученные партнерами Natural Gas STAR при выполнении программ ЦОТО на запорных станциях и наземных установках, значительно варьируются. Факторы, влияющие на размер сбережений, включают количество станций, охваченных программой ЦОТО, цикл выполнения программы (новый или опробованный вариант), уровень выполнения и стоимость ремонта. Затраты по каждому установкам различны и определяются типами приборов, используемых для обнаружения и измерения, частотой обследования, квалификацией и количеством занятого персонала.

На рис. 7 представлен гипотетический пример затрат и прибыли при выполнении программы ЦОТО на трех запорных станциях. В приводимом примере объемы утечек и количество узлов с нарушенной герметичностью соответствуют фактическим показателям, которые были представлены в отчетах EPA/GRI/PRCI за 1998 год по трем участкам. На рис. 7 приведен метод расчета, рекомендуемый партнеру сектора газораспределения, для оценки возможности рентабельности проведения ЦОТО для конкретных условий их деятельности.

Рис. 7 наглядно представляет ситуацию, при которой затраты на обнаружение и устранение утечек не окупаются за счет стоимости сэкономленного газа на любом из участков, но если программа ЦОТО выполняется на большом количестве участков, то в целом ее выполнение может принести прибыль. В гипотетическом примере, представленном на рис. 7, выполнение программы ЦОТО на Участке 2 нерентабельно, хотя в целом по трем участкам выполнение программы ЦОТО прибыльно. В данной ситуации оператор использует опыт исследования базовых условий по Участку 2 для определения направленности последующих обследований с возможным исключением Участка 2 или его обследованием с меньшей частотой, или обследованием только выборочной группы узлов.

Рис. 7: Пример расчета сбережений от выполнения программы ЦОТО на запорных станциях и наземных установках

Общие положения:					
Обнаружение утечек методом нанесения мыльного раствора; 80 узлов в час	2 часа x \$/почасовая ставка оплаты труда				
Измерение утечки на основе TVA с уравнением пересчета	1 час x \$/почасовая ставка оплаты труда				
Почасовая ставка оплаты труда	\$50/час				
Капитальные затраты по применению TVA	\$0 (предполагая, что партнер уже имеет прибор) ¹				
Оценочный срок службы после ремонта	12 месяцев				
Участок 1					
Число утечек	20 утечек (отремонтировано 6 клапанов - 2 x 30 тыс. фут. ³ /год; 2 x 10 тыс. фут. ³ /год; 2 x 1 тыс. фут. ³ /год)				
Гипотетические затраты на ремонт	Предполагая 3 ремонта x \$10 и 3 ремонта за \$3				
Общая экономия газа	82 тыс. фут. ³				
Участок 2					
Число утечек (предполагая измерение меньшего количества утечек)	8 утечек (2x10 тыс. фут. ³ /год; 6x2 тыс. фут. ³ /год)				
Гипотетические затраты на ремонт	Предполагая 2 ремонта x \$5; 6 ремонтов бесплатно				
Общая экономия газа	32 тыс. фут. ³				
Участок 3					
Количество утечек	16 утечек (1x60 тыс. фут. ³ ; 2x30 тыс. фут. ³ ; 1x15 тыс. фут. ³ ; 6x10 тыс. фут. ³ ; 6x1 тыс. фут. ³)				
Гипотетические затраты на ремонт	предполагая: 1 ремонт x \$33; 2 ремонта x \$15; 5 ремонтов x \$3; оставшиеся ремонты бесплатно				
Общая экономия газа	201 тыс. фут. ³				
	Общая стоимость обследования	Общая стоимость ремонта	Стоимость сэкономленного газа (при цене \$3/тыс. фут.³ (\$106/тыс. м³))	Чистая экономия	Период окупаемости
Участок 1	\$150	\$39	\$246	\$57	9,2 месяцев
Участок 2	\$125	\$10	\$96	(\$39)	17 месяцев
Участок 3	\$150	\$78	\$603	\$375	4,5 месяцев
Всего	\$425	\$127	\$945	\$393	7 месяцев
¹ Стоимость TVA составляет примерно \$2 000. Экономия от исключенной эмиссии может не покрыть стоимость покупки прибора.					

Опыт партнера

В период 1995-2000 гг. 18 партнеров программы Natural Gas STAR сообщили о получении экономии газа благодаря выполнению программы ЦОТО на запорных станциях и наземных установках. На рис. 8 представлены три примера.

Рис. 8: Опыт партнеров по выполнению программы ЦОТО на запорных станциях и наземных установках

Компания А: В 2000 году компания провела обследование 86 установок и обнаружила утечки на 48 участках. Всего было обнаружено 105 мест утечек, и на 66 узлах (63%) был проведен ремонт. Общие затраты на обнаружение и устранение утечек составили \$2 453, т.е. в среднем \$29 на обследуемую установку. Общий объем экономии газа составил 1 519 тыс. фут.³ (43 тыс. м³) в год, а в денежном выражении - \$6 557 при цене газа \$3/тыс. фут.³ (\$106/ тыс. м³). Общие сбережения от выполнения программы ЦОТО составили \$4 104. Чистая экономия по каждой обследуемой установке равнялись примерно \$50.

Общая стоимость сэкономленного газа	\$6 557
Общая стоимость обследования	\$1 700
Общая стоимость ремонтных работ	\$753

Чистая экономия \$4 104

Компания В: В 1997 году было обследовано 18 установок на общую сумму \$1 080. Обнаружено 15 небольших утечек, включая 1 фланец, 2 затвора на глухом патрубке и 12 небольших клапанов. Средний объем утечек составил 17,5 тыс. фут.³/год (495 м³). Устранены 15 утечек на общую сумму \$380, что обеспечило экономию 263 тыс. фут.³ (7,4 тыс. м³) газа в год. При цене газа \$3 тыс. фут.³ (\$106/ тыс. м³) стоимость сэкономленного газа составила \$789. Общие затраты на обнаружение и устранение утечек в сумме \$1 460 не были возвращены за первый год. Средняя стоимость обнаружения и устранения утечек по каждой установке составила \$60.

Общая стоимость сэкономленного газа	\$789
Общая стоимость обследования	\$1 080
Общая стоимость ремонтных работ	\$380

Чистая экономия \$(671)

Компания С: Данная компания обследовала 306 установок, обнаружила и устранила 824 утечек. Четыре утечки были классифицированы как "крупные", семь - как "средние", а оставшиеся - как "мелкие". Для обнаружения утечек использовался метод электронной индикации или метод нанесения мыльного раствора. Общие затраты на обследование и ремонт составили примерно \$16 500, в среднем \$54 на обследуемую установку. Общая экономия газа составила 117 800 тыс. фут.³ (3 336 тыс. м³), в среднем 143 тыс. фут.³ на устраненную утечку. Чистая экономия достигла \$1 100 на обследуемую установку (при цене газа \$3 тыс. фут.³).

Общая стоимость сэкономленного газа	\$353 430
Общие затраты на обследование и ремонт	\$16 500

Чистая экономия \$336 930

Число установок, включенных для обследования по программе ЦОТО, варьировалось в пределах от 20 до более 2 100 единиц. Утечки были обнаружены на 50% оборудования, в среднем по две утечки на установку. Средний объем экономии газа от устранения одной утечки составил 100 тыс. фут.³ (2,8 тыс. м³).

В своих отчетах партнеры программы отмечают, что затраты на обнаружение и устранение утечек сильно варьируются. Дополнительные издержки на обследование по программе ЦОТО изменялись в пределах от "незначительных" для партнеров, которые уже выполняли программы обнаружения утечек, до свыше \$1200 на установку. Наиболее высокая стоимость обследований по программе ЦОТО была отмечена партнерами по большим газораспределительным системам городов, где стоимость трудозатрат выше, а запорные станции более мощные и имеют многокомпонентную структуру. Показанные в отчетах затраты на ремонт также варьируются в пределах от "незначительных" для простых ремонтов, выполняемых на месте, до сумм свыше \$500 на каждый ремонт узла. Выполнение программы ЦОТО влияет на снижение затрат на обследование и повышает получение прибыли от устранения утечек.

Опыт применения

Направление усилий и средств на конкретные станции и комплектующие узлы экономит время и средства, необходимые для последующих обследований, и помогает определить приоритетность при составлении графика ремонтных работ по устранению утечек. Основным опытом, полученным партнерами программы Natural Gas STAR, включает следующее:

- ★ Для обеспечения экономической эффективности проведения программы ЦОТО на запорных станциях и наземных установках следует использовать самые дешевые и оперативные методы обнаружения и измерения утечек, которые включают нанесение мыльного раствора, прослушивание мест утечек, использование переносных газоанализаторов и анализаторов TVA/OVA. В качестве экономически эффективного метода расчета удельных массовых эмиссий, особенно при наличии анализаторов TVA и OVA, рекомендуется преобразовывать измеренные анализаторами концентрации в удельную массовую эмиссию на основе уравнения пересчета, предложенного EPA.
- ★ Небольшое количество крупных утечек формируют основной объем эмиссии метана от установок. Партнеры должны направлять основные усилия на обнаружение тех утечек, устранение которых рентабельно. Одним из видов экономически эффективного ремонта является простое подтягивание уплотнений клапанов или неплотных соединений в момент обнаружения утечки. Партнеры отметили целесообразность выявления тенденций, задавая такие вопросы, как "Дают ли запорные вентили больше утечек, чем шаровые?"
- ★ Партнеры также отметили, что некоторые участки более предрасположены к утечкам по сравнению с другими. Отслеживание результатов осуществления программы ЦОТО может подтвердить необходимость более частого проведения последующих обследований на некоторых участках.
- ★ В процесс обследования необходимо включать действия "быстрого устранения", которые предполагают осуществление упрощенного решения несложных проблем (например, ослабление гайки, неполное закрытие клапана).
- ★ Повторное обследование узлов после устранения утечки подтверждает эффективность ремонта. Оперативным методом определения эффективности ремонта является метод использования мыльных растворов.
- ★ Частое проведение обследований (например, ежеквартально или два раза в год) в течение первого года выполнения программы ЦОТО помогает обнаружить комплектующие узлы и установки с наибольшими объемами утечек, имеющими тенденцию к повторению. Все это обеспечивает накопление необходимой информации и устраняет необходимость частого проведения обследований в последующие годы.
- ★ Регистрация сокращений эмиссии метана по каждой запорной станции/другим наземным установкам необходима наряду с включением данных в годовые отчеты программы Natural Gas STAR.

Литература

Bascom-Turner Instruments, personal communication.

Foxboro Environmental Products, personal communication.

Gas Technology Institute (formerly the Gas Research Institute), personal communication.

Henderson, Carolyn, U.S. EPA Natural Gas STAR Program, personal communication.

Indaco Air Quality Services, Inc., 1995, A High Flow Rate Sampling System for Measuring Leak Rates at Natural Gas Facilities. Report No. GRI-94/0257.38. Gas Technology Institute (formerly Gas Research Institute), Chicago, IL.

Indaco Air Quality Services, Inc., 1998, *Trends in Leak Rates at Metering and Regulating Facilities and the Effectiveness of Leak Detection and Repair (LDAR) Programs*, Draft Report prepared for PRC International, Gas Research Institute, and the U.S. Environmental Protection Agency.

Radian International, 1996, *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 2, Technical Report*, Report No. GRI-94/0257.1. Gas Technology Institute (formerly Gas Research Institute), Chicago, IL.

Radian International, 1996, *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 10, Metering and Pressure Regulating Stations in Natural Gas Transmission and Distribution*, Report No. EPA600-R-96-080j.

Tingley, Kevin, U.S. EPA Natural Gas STAR Program, personal communication.

U.S. Environmental Protection Agency, 1994 -2001, *Natural Gas STAR Program, Partner Annual Reports*.

U.S. Environmental Protection Agency, 1995, *Natural Gas STAR Program Summary and Implementation Guide for Transmission and Distribution Partners*.

U.S. Environmental Protection Agency, 1995, *Protocol for Equipment Leak Emission Estimates*, Office of Air Quality Planning and Standards, EPA453-R-95-017, November 1995.

U.S. Environmental Protection Agency, 2001, *Lessons Learned: Convert Gas Pneumatic Controls to Instrument Air*, EPA430-B-01-002.

U.S. Environmental Protection Agency, 2003, *Lessons Learned: Options for Reducing Methane Emissions from Pneumatic Devices in the Natural Gas Industry*, EPA430-B-03-004.



United States
Environmental Protection Agency
Air and Radiation (6202J)
1200 Pennsylvania Ave., NW
Washington, DC 20460

EPA430-B-03-007
Октябрь 2003 г.